

装机占比不足1%,且面临手续繁琐、成本高、融资难等诸多挑战

分散式风电市场有点凉

■本报记者 苏南



光伏发电总装机的比例已超30%。

不过,也有不少业内人士非常看好分散式风电。数据显示,我国中东南部分散式风电未来技术可开发规模接近10亿千瓦,但现在开发比例仅为11%,开发潜力巨大。

在上海电气风电集团有限公司产品经理常春阳看来,“十三五”风电发展趋于南北两线共同发展,新建规模基本相当。“十三五”期间,三北地区依托特高压配套项目和综合能源大基地项目,形成了风电规模化效益。但中东南部分散式风电项目受资源开发成本高制约,没有形成规模效应,非技术成本亟待降低。”

“目前正是分散式风电‘练好内功’的时候,应通过技术创新降低分散式开发的门槛。”远景能源有限公司高级产品市场经理黄小双在2020北京国际风能大会分散式风电发展分论坛上表示,“经过今明两年的抢装后,大家注意力肯定会转移。2022年以后,分散式风电将会迎来一个新蓝海时期。”

规模化发展电面临诸多挑战

在业内人士看来,近几年分散式风电发展速度虽然明显加快,但要形成规模化仍需时日。无论是与集中式风电比,还是与分布式光伏项目比,分散式风电项目都存在诸多短板。

首先,手续繁琐直接限制着分散式风电发展。分散式风电项目从2018年国家

出台鼓励政策到现在,未形成真正意义上的一站式服务,安装两三台风机的审批手续和集中式风电开发审批程序基本相同。

其次,从成本来看,项目单位千瓦技术成本及非技术成本较高。目前分散式风电难有规模化效益,塔筒、基础建设、吊装施工等诸多环节难以摊销。此外,风机在不同区域、不同点位、不同环境的性能要求不同,但分散式风电产品解决方案与开发资源耦合性不足。

再次,从融资、交易角度来看,分散式风电小且散,直接造成项目融资渠道不畅。不少分散式风电项目与目前收购方市场主流诉求匹配度低,直接造成项目流动性差,资本退出渠道受限,电站资产的金融属性被极大削弱。“分散式风电项目建成并网之后,一种是开发商自己持有,一种是转让、退出。虽然企业可以不行使退出权力,但因为交易不活跃导致退出渠道受限,会给开发商带来极大困扰。”华能天成融资租赁有限公司风电金融业务部负责人闫春涛直言。

应构建区域性分散式风电生态圈

针对分散式风电发展遇到的痛点,多位业内人士认为,分散式风电项目开发影响因素差异较大,需根据具体场景定制解决方案,也需要从政策、技术和模式上创新和变革。

上海电气风电集团有限公司市场营

销总监李彩球建议:“产业链企业,包括主机企业、设计院、基础施工企业、吊装设备及安装企业,亟需共同探讨分散式项目低成本建设系统解决方案。”

“但目前市场上具备资源整合能力的开发商不多。”闫春涛表示,“为此,我们在国内新能源领域精耕细作,不断构建风电产业生态圈,提出了村村通、厂厂通和路路通的模式。”

闫春涛介绍,村村通是指同一行政管辖区域下村落和村落之间,通过分散式风电项目的统筹规划、开发、建设、并网,实现区域清洁能源互联互通。“我们正在山东省探索村村通模式,计划2021年建设涉及两县40个乡镇,办事处,58个独立项目的规模化分散式风电项目。通过村村通、厂厂通、路路通可以真正解决分散式项目目前开发过程中面临的小散慢问题,解决开发商非常头痛的融资问题。”

黄小双认为,分散式风电终极模式是社区风电。“中国有69万个行政村,如果每个村安装2台风机,可实现分散式风电蓬勃发展。探索分散式风电开发新模式可结合县域经济。例如,在某贫困县开发5万千瓦分散式风电,县政府所属投资企业或者集体企业可以灵活地以土地、产业基金、扶贫基金等形式参与进来,结合开发商在技术、资金、建设、运维等方面的优势,成立合资开发公司,按股份比例分成。届时,实现分散式风电新蓝海指日可待。”

近年来,我国分散式风电发展一直低于预期,即便国家能源局在2018年发文释放出强烈的鼓励信号,分散式风电行业仍是不温不火。如今,行业发展正逐渐由“三北地区和中东南部地区平分秋色”转向“中东南部低风速地区一枝独秀”。

在前不久召开的2020北京国际风能大会上,有业内人士指出,目前集中式风电尚未开发建设完毕的情况下,企业不会“扔了西瓜捡芝麻”,并且,分散式风电还面临手续繁琐、成本高、融资难等诸多挑战。这意味着未来一段时间,分散式风电规模化发展仍难有大的起色。

分散式风电装机占比不足1%

2019年,各地分散式风电核准出现了“爆炸式”增长,但截至当年年底,在全国风电累计装机2.1亿千瓦中,分散式风电装机占比不足1%,而同期分布式光伏占

三峡工程实现175米满蓄目标



图片新闻

10月28日,三峡水库水位蓄至175米,标志着三峡水库自2010年以来连续11年完成了175米蓄水任务,为三峡工程竣工验收并转入正常运行创造了有利条件。图为水位上涨后正在运行的三峡五级船闸。

人民图片

谷段电价高企,峰段电价却跌至谷底

电改又现峰谷电价倒挂

■本报实习记者 赵紫原

10月20日至22日,山东开展最新一期现货市场调电试运行,结果显示,原本应是峰段时期的上午,现货电价却跌至低谷;而原本应是谷段时期的晚间,现货电价却出现了高峰,价格倒挂现象突出。

峰谷电价也称“分时电价”,我国从上世纪90年代开始应用于工商业用户,按高峰用电、低谷用电、平段用电分别计费,以刺激和鼓励用户主动改变消费行为,达到削峰填谷的目的。

不止山东,甘肃等试点地区也出现了类似“症状”。为何会出现这种现象?症结何在?

峰谷电价倒挂多次出现

据了解,山东电价峰段为8:30—11:30、16:00—21:00,此时电价较高;电价谷段为23:00—7:00,电价较低;其余时段为平价时段,电价处于两者之间。但最近试运行结果显示,山东现货市场电价最高峰出现在7:00左右,该时段则属于电价谷段。因此,出现了谷段用电企业不得不面对电价倒挂的局面。

据了解,这种现象在山东并非首次出

现,去年山东现货市场试运行中也出现了电价倒挂。为何该反常现象在山东再次发生?

中嘉能集团首席交易官张骥表示:“由于白天光伏大发,导致现货市场的价格高时段与峰谷目录电价趋势相反。截至9月底,山东光伏发电装机1952.7万千瓦,居全国第一,新能源装机占全省总装机近1/3。国内其他光伏装机较多的区域也出现了类似现象,现货市场则让这一问题充分暴露了出来。”

现行峰谷电价已经“落伍”

张骥指出,光伏发电只是造成价格倒挂的直接原因,根本原因是目前的峰谷目录电价已多年未作调整,不能反映和引导电力系统的供需变化。

中国社会科学院财经战略研究院副研究员冯永晟也表示:“现货市场使价格更加准确地反映实际成本,而事前设置的峰谷段划分和定价并不能反映实际的成本波动。该给高价时给低价,该给低价的时候给高价,这对系统安全和经济效率都是不利的。”

上述业内人士指出,用户侧现行峰谷电价时段是按照负荷曲线划分的,而价格是由供需决定的,两个时段在可再

生能源出现后又出现了新变化。“换言之,现行峰谷电价是‘统购统销’背景下设计的,只考虑了用户移峰填谷,并未动态考虑供需变化。过去负荷曲线有较强周期性,但在系统内不可控的新能源装机越来越多,原来所谓峰谷已经发生变化,传统峰谷定价或朝不利于系统运行的方向激励用户。市场形成的信号将受人为信号的指引,这样岂不是本末倒置?”

峰谷电价机制亟需完善

如何破局?上述业内人士表示,应尽快按照市场时段及价格水平划分峰谷时段及目录电价。“我国电力现货市场处于初级阶段,高峰和低谷电价差距较小,国外峰谷电价差额远高于我国。”

但据了解,有的地方的峰谷电价价差还在进一步缩小。以江苏为例,江苏省发展改革委于去年5月发布的《关于降低一般工商业电价有关事项的通知》显示,自去年7月1日起,江苏一般工商业及其他用电类别电价每千瓦时平均降低4.15分。同时,一般工商业峰谷电价价差又进一步缩小,差价跌破0.8元,最高0.7954元。

关注

晋能控股集团正式挂牌

本报讯 记者贾科华报道:10月30日,晋能控股集团正式挂牌,标志着山西推进国资国企改革重组实现重大突破。

新成立的晋能控股集团注册地大同,下设晋能控股煤业集团、电力集团、装备制造集团,中国(太原)煤炭交易中心、研究院公司、财务公司六大子公司。注册资本500亿元,资产总额1.1万亿元,职工47.3万人,煤炭产能近4亿吨,电力装机3800万千瓦。集团将聚焦煤炭、电力、装备制造三大领域,重点做优煤炭产业、做强电力产业、做大高端智能化装备制造业,真正实现优势真优、优势更优、优势常优。

据了解,为发挥山西省能源企业产业集群优势,提高集中度,推动能源革命综合改革试点取得重大突破,山西省委9月29日决定联合重组大同煤矿集团有限责任公司、山西晋城无烟煤矿业集团有限责任公司、晋能集团有限公司,同步整合山西潞安矿业(集团)有限责任公司、华阳新材料科技股份有限公司相关资产和改革后的中国(太原)煤炭交易中心,组建成立晋能控股集团有限公司。

对山西省属煤炭企业进行深度改革重组,组建晋能控股集团,是从根上破解“一煤独大”困局、全面深化转型综改的重大举措。重组成立晋能控股集团将有效破解山西煤企各自为战、大而不强、同质化竞争严重的困局,有效破解煤价价格矛盾、利益互为掣肘的“老大难”问题,有效破解装备制造产业布局分散、市场内部化、同质化严重、无序竞争的格局。

重组后的晋能控股集团将按照“集团化管控、板块化运营、专业化发展”的思路,以“创新、绿色、卓越、高效”为企业精神,推进改革重组后各项工作高效有序进行。

中电联预计: 全年全社会用电量同比增长2%-3%

本报讯 实习记者赵紫原报道:近日,中电联发布《2020年前三季度全国电力供需形势分析预测报告》(以下简称《报告》)显示,综合考虑四季度国内外经济形势、气象、电能替代等对全社会用电量的影响,预计四季度全社会用电量同比增长6%左右,全年全社会用电量增长2%-3%。

《报告》预测,今年非化石能源发电装机比重将继续提高。预计全年全国基建新增发电装机容量1.4亿千瓦左右,其中非化石能源发电装机容量9300万千瓦左右。预计年底全国发电装机容量21.4亿千瓦,同比增长6.3%左右。非化石能源发电装机容量达到9.3亿千瓦左右,占总装机容量比重上升至43.7%,比2019年底提高1.7个百分点左右。风电和太阳能发电装机比重提高至22.8%,同比提高2.2个百分点左右,对电力系统调峰能力的需求将进一步增加。

在电力供需形势方面,《报告》预测,四季度全国电力供需将呈现总体平衡、局部地区高峰时段电力供应偏紧。分区域看,预计华北、华东区域电力供需总体平衡;东北、西北区域电力供应能力富余,但东北地区电煤存在一定的不确定性,供电供暖保供压力较大。华中、南方区域部分省份电力供需偏紧,主要是湖南、江西、广西在用电高峰时段电力供应偏紧,可能需要采取有序用电措施。

《报告》称,四季度是我国全面打赢脱贫攻坚战的关键期,也是谋划“十四五”发展的过渡期,更是电力行业迎峰度冬的关键期。电力行业要密切跟踪宏观经济走势及电力消费形势,把握天然气、燃料变化趋势,综合施策以满足国民经济发展目标以及人民生活用电需求,为继续推进“六稳”“六保”任务取得显著成效做好电力保障,并分阶段地有序实现碳达峰及碳中和远期目标。结合电力供需形势和行业发展现状,《报告》提出了如下建议:加强电煤供需协调,切实保障迎峰度冬期间电力热力供应;不断完善电力市场交易机制,推进电力中长期合同签订及现货市场建设;加强电力规划引领,进一步加快推动清洁低碳电力结构转型。

